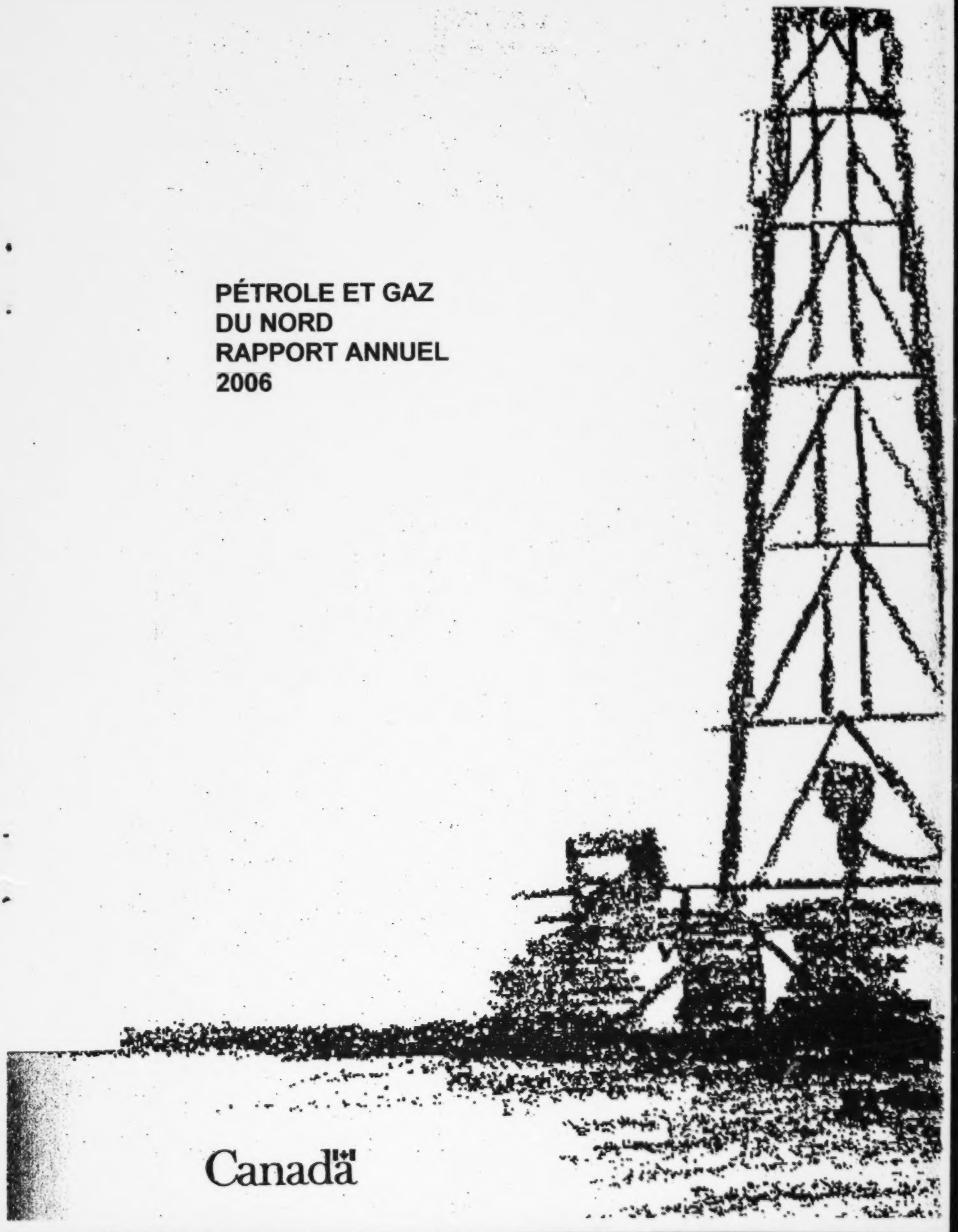
PÉTROLE ET GAZ DU NORD RAPPORT ANNUEL 2006



Canada

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2006

La gestion des ressources pétrolières et gazières sur les terres de la Couronne au nord du 60e parallèle de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les régions extracôtières du Nord est une responsabilité fédérale qu'assume la Direction générale du pétrole et du gaz du Nord, des Affaires indiennes et du Nord canada.

La gestion des ressources pétrolières sur les terres de la Couronne est régie par des lois fédérales. La *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et ses règlements régissent l'attribution et l'administration des droits de prospection et d'exploitation et établissent le régime des redevances. La *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* réglemente les opérations pétrolières et les retombées économiques qui en découlent. Le ministère s'occupe des questions foncières et de celles qui touchent aux redevances et aux retombées économiques au nom du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, tandis que l'Office national de l'énergie se charge d'approuver les opérations.

On peut trouver de l'information sur la gestion des ressources pétrolières et gazières dans le Nord en consultant le site Web suivant : http://www.ainc-inac.gc.ca/oil/.

Affaires indiennes et du Nord Canada
Indian and Northern Affairs Canada
Canada

Publié avec l'autorisation du
ministre des Affaires indiennes et du Nord
canadien et interlocuteur fédéral auprès des
Métis et des Indiens non inscrits
Ottawa, 2007
www.ainc-inac.gc.ca
1 800 567-9604
ATME seulement 1 866 553-0554

QS-8507-070-FF-A1
N° de catalogue R71-47/2007F
ISBN 978-0-662-73889-3

© Ministre des Travaux publics et des
Services gouvernementaux Canada

This publication is also available in English under the title:
Northern Oil and Gas - Annual Report 2006

2007-03938/

Message de l'honorable Jim Prentice, c.p., député,
ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et
interlocuteur fédéral auprès des Métis et des Indiens non inscrits

L'abondance des ressources énergétiques dans le Nord représente une occasion d'accroître les moyens de subsistance des résidants du Nord et des Canadiens. Afin de saisir cette occasion, le nouveau gouvernement du Canada collabore étroitement avec une grande variété d'intervenants du Nord – notamment des gouvernements autochtones, des gouvernements territoriaux et des organismes de réglementation – et avec l'industrie.

Ensemble, nous parvenons à trouver des moyens écologiques, économiquement réalisables et socialement bénéfiques d'exploiter ces ressources de façon à maximiser les retombées pour les territoires.

En 2006, nous avons noté un intérêt soutenu pour l'utilisation de terres aux fins d'exploration par l'industrie dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Cet intérêt est suscité par l'important potentiel en ressources énergétiques encore inconnu dans le Nord – une source considérable d'énergie propre.

Bien entendu, le projet gazier Mackenzie, une initiative sans précédent, est toujours l'un des principaux facteurs à l'origine de l'intérêt du secteur pétrolier pour le Nord. Je suis ravi de signaler que nous avons réalisé des progrès au cours de l'an dernier dans certains volets du projet. Le gouvernement du Canada a veillé à ce qu'un processus d'examen réglementaire efficace et efficient soit en place pour le projet. Il a tenu des consultations avec les groupes autochtones susceptibles d'être touchés, a effectué la mise en œuvre de la loi prévoyant un fonds d'aide de 500 millions de dollars pour atténuer les répercussions du projet gazier Mackenzie et a participé aux audiences de l'Office national de l'énergie et à celles sur l'évaluation environnementale de la Commission d'examen conjointe, qui tirent à leur fin.

Grâce à ses efforts et à sa diligence, le gouvernement du Canada s'assure qu'il sera en mesure d'apporter son soutien à des projets comme le projet gazier Mackenzie s'il est démontré que ces projets sont économiquement réalisables et respectent les exigences environnementales et réglementaires.

Je vous invite à lire le rapport suivant pour obtenir plus d'information sur l'exploration et l'exploitation des ressources pétrolières et gazières du Nord canadien au cours de l'an dernier.

Conformément à l'article 109 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, j'ai le plaisir de présenter au Parlement le rapport annuel sur la gestion des terres pétrolières et gazières dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et dans la région extracôtière septentrionale pour l'année se terminant le 31 décembre 2006.

Le 4 mai 2007

Terres domaniales du Canada

Zone qui relève de la compétence du ministre des Affaires indiennes et du Nord canada

Table des matières

PÉTROLE ET GAZ DU NORD 7
Introduction 7
Ressources pétrolières et gazières 9

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ 11
Attribution des droits 11
Attribution des intérêts en 2006 12
L'approbation par l'Office national de l'énergie des découvertes importantes et des découvertes exploitables et des plans de mise en valeur 12
Administration des intérêts 14
Permis de prospection 14
Administration des dépôts de garantie 17
Retombées économiques 17
Considérations environnementales 18
Consultations 18
Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) 18

ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD 18
Activités dans le Nord 18

MISE EN VALEUR ET PRODUCTION 22

LES REDEVANCES 25
Vérifications et évaluations 25
Examen de la réglementation 25
Administration des redevances 25

SOURCES DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELLES 26
La Direction générale du pétrole et du gaz du Nord 26
Autres sources d'information 27

Tableaux

Tableau 1: Bilan des ressources découvertes 10

Tableau 2: Prix des produits de base 10

Tableau 3: Permis de prospection délivrés par suite d'appels d'offres 13

Tableau 4: Disposition des terres (en hectares) 13

Tableau 5: Type d'intérêt de disposition des terres 14

Tableau 6: Permis de prospection 15

Tableau 7: Statistique sur le forage - 2006 20

Tableau 8: Acquisition de données sismiques 20

Tableau 9: Production de pétrole et de gaz 22

Tableau 10: Les recettes tirées du pétrole et du gaz 25

Diagrammes

Diagramme 1: Puits forés 21

Diagramme 2: Acquisition de données sismiques 21

Diagramme 3: Production du pétrole 23

Diagramme 4: Production du gaz 23

Diagramme 5: Champs gaziers et pétroliers- partie sud des Territoires du Nord-Ouest ... 24

PÉTROLE ET GAZ DU NORD

Introduction

Le Nord canadien recèle une proportion importante des réserves pétrolières et gazières non exploitées du Canada. Certains bassins pétrolifères, comme le delta du Mackenzie, ont déjà été largement explorés et ont donné lieu à un bon nombre de découvertes. De nombreux autres bassins du plateau continental de l'Arctique Canadien, y compris ceux de la vallée du Mackenzie, des Territoires du Nord-Ouest, et d'une grande partie de la zone extracôtière de l'Extrême-Arctique et de l'est de l'Arctique, sont peu explorés et renferment d'importantes réserves pétrolières et gazières à découvrir. La géologie diversifiée de cette région offre une vaste gamme de possibilités aux investisseurs, que ce soit pour les petites entreprises nationales qui s'intéressent à l'exploration à terre, à la recherche de gisements de pétrole ou de gaz excédentaire, ou pour les grandes sociétés internationales à la recherche de perspectives stratégiques.

L'exploration pétrolière et gazière a commencé il y a fort longtemps dans le Nord canadien; elle remonte à la découverte d'un puits de pétrole foré à Norman Wells, en 1920. À la fin des années 1940 et 1950, le travail d'exploration s'est intensifié dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, et s'est poursuivi dans tout le Nord canadien, entre 1960 et 1985. L'exploration pétrolière et gazière a été stimulée par le « choc pétrolier » de 1974, qui a suscité de nombreuses préoccupations liées aux réserves nationales.

L'engouement actuel pour le Nord canadien date du milieu des années 1990. L'exploration pétrolière et gazière dans le Nord canadien et les investissements dans ce secteur ont gagné en importance en 1995, avec la délivrance par la Couronne de nouveaux permis de prospection dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, puis peu de temps après, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. En 1999 et en 2000, des entreprises ont acquis des droits d'exploration sur la majeure partie du delta du Mackenzie et les régions marines adjacentes. Par la suite, les demandes de sélection et de soumission adressées par notre ministère à l'industrie pour les nouvelles terres à explorer dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et la région du delta du Mackenzie / la mer de Beaufort, ont favorisé l'exploration de nouvelles terres. Cela a donné lieu à des investissements dans le travail d'exploration comme la prospection séismique et le forage d'exploration.

Actuellement, quelque 13 entreprises pétrolières et gazières mènent des opérations dans le Nord. Il s'agit de grandes compagnies internationales ainsi que d'une série de petites et moyennes entreprises nationales. À souligner tout particulièrement, en 2006, l'arrivée de Talisman Energy dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et l'acquisition par Paramount Resources des droits de Chevron et BP sur certaines terres à explorer dans le delta du Mackenzie.

En 2006, l'octroi de concessions gazières et pétrolières allait bon train dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et dans la région du delta du Mackenzie / la mer de Beaufort. Deux nouveaux permis de prospection ont été accordés en réponse à l'appel d'offres annuel pour la région du delta du Mackenzie / la mer de Beaufort, et six nouveaux permis de l'appel d'offres concernant la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Cela augure bien pour les activités d'exploration dans ces régions, en particulier

dans le bassin du Grand lac de l'Ours de la partie centrale de la vallée du Mackenzie, qui avait été presqu'inexplorée jusque-là et qui a fait l'objet de quatre nouveaux permis de prospection de plus.

Dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, les permis de prospection délivrés dans le milieu des années 1990 ont pris fin. En 2006, les entreprises n'ont pas saisi la possibilité limitée qui leur était offerte d'acquérir de nouveaux droits d'exploration sur une petite partie du sud des Territoires du Nord-Ouest, près de Fort Liard. Cette région n'a pas fait l'objet d'exploration en 2006 pour la deuxième année consécutive, bien que l'activité d'exploration se soit poursuivie dans plusieurs champs gaziers.

Les entreprises continuent à exercer une surveillance générale dans l'Extrême-Arctique. Pour la cinquième année consécutive, les entreprises n'ont pas répondu à l'invitation de sélectionner des parcelles de terres dans les îles de l'Arctique du Nunavut.

Compte tenu du potentiel de production pétrolière et gazière considérable de l'Arctique canadien, la poursuite des investissements dans de nouvelles opérations d'exploration pourrait favoriser une croissance économique durable à long terme. Toutefois, cette activité dépend en grande partie de l'engagement de donner suite au Projet gazier Mackenzie (PGM). Le potentiel d'exploitation de la partie centrale de la vallée du Mackenzie, du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort dépend de la mise sur pied de l'infrastructure nécessaire pour exporter du pétrole vers les marchés du Sud; le gazoduc du Mackenzie serait une composante clé de cette infrastructure.

Le PGM comprend la préparation de trois gisements initiaux dans le delta du Mackenzie, la construction d'installations de collecte et de traitement de gaz, et un gazoduc de 1 200 km jusqu'en Alberta. Au début, la production proviendra essentiellement des champs de gaz naturel de Taglu, du lac Parsons et de Niglintgak, appartenant respectivement aux compagnies pétrolières Imperial Oil Ltd., ConocoPhillips et Shell Canada, dans le delta du Mackenzie. Pendant l'année 2006, le projet a fait l'objet d'audiences réglementaires devant l'Office national de l'énergie pour ce qui est des installations, et devant la Commission d'examen conjointe pour ce qui est de l'évaluation environnementale.

Les forages d'exploration étaient peu nombreux en 2006 : un seul puits a été foré dans la région désignée des Inuvialuit, et deux autres dans la région du Sahtu, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Malgré le nombre réduit de puits forés, les compagnies ont affirmé que les résultats obtenus étaient encourageants. Le forage en mer du puits Paktoa C-60 de Devon Canada, dans les eaux côtières peu profondes de la mer Beaufort, a permis de trouver des réserves de pétrole et de gaz; toutefois, selon les dires des dirigeants des compagnies, les quantités découvertes ne sont pas suffisantes pour nourrir l'élan économique nécessaire à leur exploitation. Dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, Husky Oil et ses partenaires ont continué à explorer les zones pétrolières et gazières découvertes au puits B-44 de Summit Creek l'année précédente.

À la fin de l'année, six champs pétroliers et gaziers étaient exploités dans les Territoires du Nord-Ouest. Il n'y avait par contre aucune activité de production au Nunavut et au large des côtes de l'Arctique. Parmi les champs productifs, trois champs gaziers et un champ pétrolier et gazier sont situés dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, le champ pétrolier de Norman Wells se trouve dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et le champ gazier Ikhil est situé sur des terres privées des Inuvialuit, dans le delta du Mackenzie.

Ressources pétrolières et gazières

Les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les zones extracôtières de l'Arctique renferment environ 33 p. cent des ressources en gaz naturel récupérables par des méthodes classiques et 25 p. cent des ressources récupérables résiduelles en pétrole brut léger (*Drummond Consulting, 2002 – rapport non publié,* pour ces chiffres et tous les autres chiffres se rapportant aux ressources, sauf si spécifié autrement).

Les ressources potentielles de gaz naturel sont réparties, de façon générale, entre les Territoires du Nord-Ouest ($2,3 \times 10^{12}$ m^3 ou 82 billions de pieds cubes) et le Nunavut ($2,0 \times 10^{12}$ m^3 ou 71 billions de pieds cubes). (Ces chiffres comprennent la zone marine au large des Territoires du Nord-Ouest). Les Territoires du Nord-Ouest disposent de ressources potentielles totales en pétrole brut léger de $0,9 \times 10^9$ m^3 (5,7 milliards de barils). Quant au Nunavut, ses ressources potentielles s'élèvent à $0,43 \times 10^9$ m^3 (2,7 milliards de barils).

Les ressources potentielles les plus accessibles se trouvent entre la frontière avec les provinces à 60^e au nord et la mer de Beaufort, dans un vaste corridor entre les montagnes Rocheuses et le bouclier canadien. On estime que cette région, qui comprend une grande partie des Territoires du Nord-Ouest et la zone marine de l'Arctique, renferme 49 p. cent des ressources récupérables en gaz et 58 p. cent des ressources récupérables en pétrole dans le Nord du Canada, la plus grande concentration étant située dans le bassin du delta du Mackenzie / la mer de Beaufort.

Au nord du 60^e parallèle, la production globale des champs qui se trouvent dans le sud des Territoires du Nord-Ouest représente actuellement la quantité totale de gaz qui est exportée vers le Sud, dans les systèmes de canalisation de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Quatre-vingt-seize p. cent de la production pétrolière provient du champ pétrolier de Norman Wells, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Dans le cadre du PGM, on propose d'exploiter les principaux champs gaziers de Taglu et du lac Parsons, ainsi que le vaste champ gazier de Niglintgak, dans le bassin du delta du Mackenzie / la mer de Beaufort. Les promoteurs estiment que les ressources de ces différents champs regroupés s'élèvent à 161×10^9 m^3 ou 5,7 billions de pieds cubes (Imperial Oil Ventures Limited, 2004, *Application to the National Energy Board for Approval of the Mackenzie Valley Pipeline; Volume II Economics, Tolls and Tarifs; Gas Supply Study, partie 4.1.*)

Quelque 50 autres découvertes effectuées dans ce bassin pourraient avoir assez de potentiel pour faire l'objet de travaux ultérieurs d'exploitation, y compris dans la région extracôtière d'Amauligak, où ont été découvertes d'importantes nappes de pétrole et de gaz. Plusieurs autres champs attendent que l'Office national de l'énergie les qualifie de découverte significative, en se fondant sur les résultats de récents forages d'exploration. Le PGM pourrait engendrer d'autres progrès, notamment l'acheminement des ressources gazières de la partie centrale de la vallée du Mackenzie vers le pipeline de la vallée du Mackenzie par le biais d'un court embranchement.

Des ressources gazières comparables à celles du delta du Mackenzie / la mer de Beaufort ont été découvertes dans l'archipel Arctique; cependant, elles ne sont pas exploitées en raison de leur éloignement. Les découvertes les plus prometteuses ont été faites dans le bassin de Sverdrup, où le travail d'exploration a

prouvé l'existence d'importants champs gaziers à la pointe Drake et près d'Hecla; les ressources totales s'élèveraient à 241 x 10^9 m^3 ou 8,5 billions de pieds cubes. D'importantes découvertes de réserves pétrolières et un vaste potentiel pétrolier caractérisent cette immense région à la géologie diversifiée et variée.

La mise en valeur d'hydrocarbures non classiques dans le Nord pourrait également présenter de l'intérêt. Ces ressources comprennent le gaz tiré du charbon à gaz et d'importantes accumulations d'hydrates de méthane sous le delta du Mackenzie.

Tableau 1: Bilan des ressources découvertes*

Région	Pétrole brut 10^6 m^3	Millions de barils	Gaz naturel 10^9 m^3	Billions de pieds cubes
Territoires du Nord-Ouest	70,5	(443)	178,3	(6,3)
Nunavut	0,9	(6)	190,7	(6,7)
Zone extracôtière de l'Arctique	193,0	(1214)	506,5	(17,9)
Total	264,4	(1663)	875,5	(30,9)

*Compilation et intégration de plusieurs sources publiées. Les ressources réelles sur le terrain peuvent avoir été sous-estimées ou surestimées.

Tableau 2: Prix des produits de base

	décembre 2005	décembre 2006	moyenne 2006
Pétrole - $CAN/$m^3$ (prix moyen à Edmonton)	427,42	431,63	461,17
Gaz - $CAN/GJ (prix moyen AECO marché intérieur)	10,39	7,55	6,79

Sources: Ressources naturelles Canada

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

Le ministère fournit annuellement à l'industrie l'occasion d'obtenir des droits de prospection dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et au large des côtes dans le Nord canadien. Ces droits de prospection sont délivrés conformément à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Chaque appel d'offres est précédé d'une demande de désignations. Cette dernière permet à l'industrie de préciser les lots de terres d'intérêt qui feront l'objet d'un appel d'offres subséquent. Cet appel demeurera en vigueur pour la durée obligatoire minimale de 120 jours. Les droits de prospection sur les terres de la Couronne sont attribués à la suite d'une invitation ouverte à soumissionner. Ces droits sont d'une durée maximale de neuf années. On utilise un seul critère d'évaluation des soumissions pour déterminer le soumissionnaire retenu. Ce critère est actuellement la valeur monétaire des travaux proposés pour la première période du projet visé par le permis; cette période étant d'une durée de quatre ou cinq années. Le projet doit prévoir le forage d'un puits au cours de la première période du permis.

Conformément aux dispositions des ententes sur le règlement des revendications territoriales, le ministère consulte et recherche l'appui des collectivités et des organismes autochtones au sujet des conditions d'attribution des droits et d'autres questions connexes, et ce, avant l'attribution des droits. Le ministère s'emploie également à établir des mesures qui répondront aux besoins des secteurs non touchés par le règlement de revendications territoriales, principalement dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, et qui leur offriront des possibilités de développement économique.
Depuis quelques années, le gouvernement fédéral et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest ont approuvé la Stratégie sur les aires protégées pour les Territoires du Nord-Ouest, afin de conserver la diversité biologique ainsi que les ressources naturelles et culturelles qui y sont associées. Lors des consultations avec les groupes autochtones concernant l'attribution de droits, un examen des terres protégées est complété afin d'assurer que des terres ayant été désignées suite à la Stratégie ne sont pas visées par les demandes de désignations ainsi que par les appels d'offres.

Deux demandes de désignations se sont terminées en novembre et décembre 2005 respectivement. Deux parcelles ont été nommées dans la région du delta du Mackenzie / la mer de Beaufort et six parcelles ont été nommées dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Même si une demande de désignations a été lancée pour l'archipel arctique de Nunavut, aucune demande n'a été reçue.

Toutes les parcelles désignées ont fait l'objet d'appels d'offres. Deux nouveaux permis de prospection (EL434 et EL 435) ont été émis suite à l'appel d'offres du delta du Mackenzie / la mer de Beaufort, qui s'est terminé le 2 mai 2006. Ces permis couvrent 156 547 hectares et totalisent 12 930 332 $ de dépenses d'engagement. Six nouveaux permis de prospection (EL436 à EL441) ont été émis suite à l'appel d'offres de la partie centrale de la vallée du Mackenzie, qui s'est terminé le 10 mai 2006. Ces permis couvrent 516 673 hectares et totalisent 17 675 000 $ de dépenses d'engagement.

En août 2006, une demande de désignations dans la région de Fort Liard a été lancée. Les modalités de cette demande ont été développées en collaboration avec la Première nation de Fort Liard. Cette demande de désignations se terminait le 15 septembre 2006 et aucune demande n'a été reçue.

En novembre 2006, une demande de désignations se terminant le 13 décembre 2006, a été lancée dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Quatre parcelles ont été identifiées et font l'objet d'un appel d'offres qui a été lancé an janvier 2007.

Attribution des intérêts en 2006

En mai 2006, huit nouveaux permis de prospection ont été émis suite aux appels d'offres dont deux dans la région du delta du Mackenzie / la mer de Beaufort soit les permis EL434 à Encana Corporation, Anadarko Canada Corporation et ConocoPhillips Canada Resources Corp; EL435 à Shell Canada Limited. Pour la partie centrale de la vallée du Mackenzie, six nouveaux permis de prospection ont été émis soit les permis EL436 à EL439 à Talisman Energy Inc, et Devon ARL Corporation; EL440 à Paramount Resources Ltd. et EL441 à Husky Oil Operations Limited, Northrock Resources Ltd., EOG Resources Canada Inc., International Frontier Resources Corporation et Pacific Rodera Energy Inc.

Bien que deux demandes de déclaration de découverte importante aient été délivrées par l'Office national de l'énergie, aucun permis de découverte importante ou de permis de production ont été émis durant l'année 2006.

Durant l'année 2006, deux permis de prospection ont cessés par expiration ou par abandon et une licence a été abandonnée partiellement.

L'approbation par l'Office national de l'énergie des découvertes importantes, des découvertes exploitables et des plans de mise en valeur

Les déclarations de découverte importante et de découverte exploitable par l'Office national de l'énergie constituent le point de départ de la délivrance d'attestations de découverte importante et de licences de production, en vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

L'Office a émis deux déclarations de découverte importante en 2006 : l'une auprès de Chevron Canada Limited pour le puits Chevron et al. Langley K-30, permis d'exploration EL394, dans le delta du Mackenzie; et l'autre auprès de Encana pour le puits Encana Umiak N-05, permis EL384, également dans le delta du Mackenzie.

Au cours de l'année civile 2006, l'Office a également reçu deux demandes de déclaration de découverte importante, soit pour le puits Husky et al Stewart Creek D-57, permis EL397, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, et pour le puits Langley K-30, qui a par la suite obtenu la déclaration.

L'Office poursuit l'examen d'une demande de déclaration de découverte importante pour le puits Umiak N-16 d'Encana, dans le delta du Mackenzie.

Aucune déclaration de découverte exploitable et aucune demande d'approbation de plan de développement n'a été reçue ou approuvée au cours de 2006.

Tableau 3 : Permis de prospection délivrés par suite d'appels d'offres depuis 1996

Région	Nombre de permis	Date d'émission	Durée des permis (périodes) en années
Sud des T.N.-O. (Fort Liard)	4	Avril 1996	7 (4+3)
Partie centrale de la Vallée du Mackenzie	7	Mai 1997	8 (4+4)
	6	Août 2000	8 (4+4)
	5	Sept. 2001	8 (4+4)
	1	Mai 2003	8 (4+4)
	4	Juin 2004	8 (4+4)
	6	Mai 2005	8 (4+4)
	6	Mai 2006	8 (4+4)
Delta du Mackenzie / mer de Beaufort	2	Jan. 1997	9 (5+4)
	4	Sept. 1999	9 (5+4)
	6	Août 2000	9 (5+4)
	2	Mai 2002	9 (5+4)
	1	Juin 2004	9 (5+4)
	2	Mai 2006	9 (5+4)

Tableau 4: Disposition des terres (en hectares) en date du 31 décembre 2006

Région	Permis de prospection	Permis de production	Permis de découverte importante	Total
Archipel arctique	0	1 224	332 882	334 106
Zone extracôtière arctique orientale	0	0	11 184	873 684[1*]
Baie d'Hudson [4*]	0	0	0	126 376 [2*]
Mer de Beaufort	829 361		188 068	1 017 429
Delta du Mackenzie	426 629	2 506	109 937	539 072
Vallée du Mackenzie	1 745 940	32 842	88 938	1 896 512[3*]

* Anciens permis et/ou locations de pionniers

1 Inclut 862 500 hectares en zone à accès restreint/en vertu d'anciens droits

2 Inclut 126 376 hectares en zone à accès restreint/en vertu d'anciens droits

3 Inclut 28 792 hectares en vertu d'anciens droits

4 Permis sous la juridiction du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

Tableau 5: Type d'intérêt de disposition des terres en date du 31 décembre 2006

Région	Permis de prospection	Permis de production	Permis de découverte importante	Anciens droits [1]
Archipel arctique	0	1	20	0
Zone extracôtière arctique orientale	0	0	1	30
Baie d'Hudson	0	0	0	8 [2]
Mer de Beaufort	5	1	31	0
Delta du Mackenzie	6	1 [3]	34	0
Vallée du Mackenzie	21	21	32	17

[1] Anciens permis et/ou locations de pionniers
[2] Permis sous la juridiction du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien
[3] Sur les terres privées des Inuvialuit

Administration des intérêts

Permis de prospection

À la fin de l'année 2006, il y avait 32 permis de prospection actifs, ce qui inclut les permis de prospection pour lesquels des permis de découverte importante ont été demandés en attente de la décision de l'Office national de l'énergie.

Chaque permis de prospection émis à la suite d'un appel d'offres requiert que le détenteur de l'intérêt soumette 25 p. 100 des dépenses liées aux travaux en dépôt afin d'assurer que ce dernier exécute son engagement de forer un puits durant la première période. Au cours de la deuxième période, des frais de location sont exigés.

Le dépôt requis pour les travaux de la première période et les locations de la deuxième période sont remboursables dès l'achèvement et l'approbation des travaux entrepris dans le cadre du permis. L'administration des dépôts inclut l'application des dépenses permises qui sont présentées lorsque les travaux de prospection sont terminés. L'administration des dépôts se poursuit tout au long de l'année lors de la réception des nouveaux dépôts pour les locations de la deuxième période et/ou lorsque des modifications sont apportées à ceux qui font déjà partie du système.

Tableau 6: Permis de prospection (page 1 de 2)

Permis	Superficie (en ha)	Titulaire [1]	Émission (a.m.j)	Puits doit être foré avant le (a.m.j)		Expiration (a.m.j)	Dépenses Prévues dans la soumission ($)
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie							
EL317 [2]	175 810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	n/a			n/a
EL329 [2]	349 981	BP Canada Energy Resources	1987.09.05	n/a			n/a
EL384 [3]	53 961	Encana Corporation	1997.01.06	2006.01.05	✓	2006.01.05	-
EL394	73 155	Chevron Canada Limited	1999.09.18	2004.09.17	✓	2008.09.17	42 375 000,00
EL406	72 523	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14	✓	2009.08.14	81 876 595,88
EL418	37 436	Devon ARL Corporation	2002.05.14	2007.05.13		2011.05.13	1 100 000,00
EL419 [4]	72 311	Petro-Canada	2002.04.18	2004.09.17	✓	2008.09.17	105 293 760,00
EL420 [4]	338 469	Devon ARL Corporation	2002.08.15	2005.08.15		2009.08.14	224 069 655,56
EL427-404 [4] Area "A"	73 608	Chevron Canada Limited	2004.09.20	2005.08.14	✓	2009.08.14	151 758 288,00
EL427-417 [4] Area "B"	18 912	Chevron Canada Limited	2004.09.20	2007.05.13		2011.05.13	
EL427-422 [4] Area "C"	56 057	Chevron Canada Limited	2004.09.20	2009.06.07	✓	2013.06.07	
EL434	56 605	EnCana Corporation	2006.05.03	2011.05.02		2015.05.03	40 169 000,00
EL435	99 942	Shell Canada Limited	2006.05.03	2011.05.02		2015.05.03	11 552 331,50
Partie continentale du centre de la vallée du Mackenzie							
EL397	134 565	Husky Oil Operations Limited	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	16 580 000,00
EL399	120 496	Apache Canada Ltd.	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	8 400 000,00
EL413	80 464	Dual Exploration Inc.	2001.09.18	2005.09.17	✓	2009.09.17	2 000 000,00
EL414	84 880	Apache Canada Ltd.	2001.09.18	2005.09.17	✓	2009.09.17	10 750 000,00
EL421	79 668	Canadian Forest Oil Ltd.	2003.05.28	2007.05.28		2011.05.28	1 108 650,00
EL423	90 632	Husky Oil Operations Limited	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	24 800 000,00

Tableau 6: Permis de prospection (page 2 de 2)

Permis	Superficie (en ha)	Titulaire [1]	Émission (a.m.j)	Puits doit être foré avant le (a.m.j)		Expiration (a.m.j)	Dépenses Prévues dans la soumission ($)
EL424	80 608	Paramount Resources Ltd.	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	8 100 000,00
EL425	27 230	Petro-Canada	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	22 000 000,00
EL426	36 728	Paramount Resources Ltd.	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	8 100 000,00
EL428	81 008	Apache Canada Ltd.	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	3 200 000,00
EL429	82 880	BG Canada Exploration and Production, Inc.	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	12 500 000,00
EL430	51 637	Paramount Resources Ltd.	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	3 510 000,00
EL431	78 516	Petro-Canada	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	2 787 792,16
EL432	64 048	BG Canada Exploration and Production, Inc.	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	4 000 000,00
EL433	88 004	Petro-Canada	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	32 128 044,96
EL436	84 353	Talisman Energy Inc.	2006.05.10	2010.05.09		2014.05.10	12 150 000,00
EL437	85 993	Talisman Energy Inc.	2006.05.10	2010.05.09		2014.05.10	32 775 000,00
EL438	87 183	Talisman Energy Inc.	2006.05.10	2010.05.09		2014.05.10	3 850 000,00
EL439	82 820	Talisman Energy Inc.	2006.05.10	2010.05.09		2014.05.10	5 125 000,00
EL440	87 872	Paramount Resources Ltd.	2006.05.10	2010.05.09		2014.05.10	6 300 000,00
EL441	88 452	Husky Oil Operations Limited	2006.05.10	2010.05.09		2014.05.10	10 500 000,00

1 Les titulaires sont à jour au moment de la rédaction du présent rapport, soient en décembre 2006.

2 Frappé par une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux.

3 Échange de terre contre les permis du cap Bathurst.

4 La fusion des permis de prospection en conformité avec le paragraphe 25(3) de *la Loi fédérale sur les hydrocarbures*
Notons que, selon les modalités de la fusion, un seul puits peut ne pas être suffisant pour toutes les terres en cause.

5 Exigence en ce qui a trait au puits satisfaite à la fin de l'année. Le forage d'un puits d'exploration ou de délimitation avant la fin de la période 1 de la durée de validité est une condition préalable à l'obtention de la tenure pour la période 2. Il peut y avoir d'autres exigences de forage pour un permis émis en échange d'un ancien droit.

Administration des dépôts de garantie gérés en date du 31 décembre 2006

Dépôts remboursables au cours de la première période (remboursement de 1 $ pour chaque 4 $ dépensés) = 112 412 179 $
Locations remboursables au cours de la deuxième période (remboursement de 1 $ pour chaque 1 $ dépensé) 6 459 093 $

Retombées économiques

L'article 21 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* prévoit qu'aucune activité ne peut être entreprise sur des terres domaniales sans plan de retombées économiques. Par exemple, lorsqu'il entreprend des activités d'exploration et de mise en valeur dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut ou au large des côtes du nord, l'exploitant doit s'assurer que les résidants du Nord et d'autres Canadiens ont accès à des possibilités justes en matière d'emploi, de formation et de prestation de biens et de services. En général, le promoteur doit d'abord offrir ces occasions aux collectivités qui vivent à proximité du projet avant de les offrir ailleurs. La nature saisonnière des activités d'exploration pétrolière et gazière de l'industrie dans le Nord s'inscrit bien dans la double économie des collectivités fondée sur les salaires et les activités traditionnelles.

La poursuite des activités d'exploration et de mise en valeur le long de la vallée du Mackenzie a permis d'offrir de façon continue de l'emploi, de la formation et des occasions d'affaires aux résidants du Nord et à d'autres Canadiens. Dans la partie sud de la vallée du Mackenzie, la production pétrolière et gazière dans la région des collines Cameron et la production gazière près de Fort Liard ont créé des occasions concrètes pour les résidants des collectivités et d'autres résidants du Nord. En se déplaçant vers le nord, vers la partie centrale de la vallée du Mackenzie et le delta du Mackenzie, l'exploration gazière et pétrolière a également ouvert des perspectives aux résidants et aux entreprises nordiques et canadiennes. Dans l'avenir, les possibilités associées à un renouveau de l'intérêt et à la délivrance de droits dans le district de Deline et la région des Deh Cho pourraient procurer des occasions continues partout dans le Nord et au Canada.

La Direction générale du pétrole et du gaz du Nord travaille en étroite collaboration avec la Division de l'exploitation pétrolière du bureau régional des Territoires du Nord-Ouest d'Affaires indiennes et du Nord Canada, à Yellowknife. Depuis 2001, la Division s'occupe de l'administration des plans de retombées économiques des activités d'exploration et de mise en valeur dans les Territoires du Nord-Ouest. Elle maintient ouvertes les relations avec les Premières nations du Nord et s'efforce de mieux comprendre leurs problèmes et préoccupations économiques tout en veillant à accroître la connaissance par le public des critères sur les retombées économiques qui sont énoncés dans la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. La Division poursuit les discussions annuelles avec les collectivités sur la délivrance des droits.

Considérations environnementales

Consultations

Conformément au processus de demande de désignation, des consultations ont eu lieu auprès de groupes autochtones nordiques afin de déterminer des domaines de sensibilité environnementale, y compris pour des raisons culturelles ou spirituelles. Des commentaires ont également été recueillis auprès d'autres groupes responsables de la gestion des ressources, comme ceux qui sont chargés de l'élaboration de stratégies sur les aires protégées, les aires marines protégées et les refuges d'oiseaux migrateurs, ou qui sont chargés des plans d'aménagement du territoire, comme le plan d'aménagement provisoire du Sahtu ou Deh Cho.

Affaires indiennes et du Nord Canada consulte également d'autres gouvernements et organismes fédéraux et territoriaux. Les considérations environnementales jouent un rôle important dans la délivrance de permis d'utilisation du sol et des eaux, et de toutes les autorisations de travail. Les modalités relatives aux demandes de désignation et aux soumissions prennent en compte ce processus de consultation.

Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)

En vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) finance des études environnementales et sociales liées à l'exploration et à la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières sur les terres domaniales. Faisant fond sur la reprise des activités liées au pétrole et au gaz dans le Nord, le conseil de gestion du FEE a prolongé son programme d'étude pour 2006 grâce à une cotisation acceptée par les représentants de l'industrie et approuvée par le ministre. Le budget approuvé par le conseil de gestion du FEE pour le Nord en 2006 s'élève à 407 200 $. L'année 2006 était la dernière année d'une étude de quatre ans visant à évaluer les effets potentiels des activités d'exploration près des côtes sur le phoque annelé et le phoque barbu. De plus, des travaux ont été entrepris relativement à ce qui suit : un projet d'établissement d'une base de données sur les bassins à boue; un manuel sur le savoir traditionnel dans les évaluations environnementales; un examen des enseignements tirés du processus d'exploitation gazière et des processus réglementaires et environnementaux de Ikhil. Des travaux sur un projet d'atténuation des effets de l'énergie sismique sur les environnements marins de faible profondeur se poursuit.

ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD

Activités dans le Nord

Les dépenses associées aux activités pétrolières et gazières sont estimées à 174 millions $ en 2006, comparativement à 396 millions $ pour l'année précédente. Cette estimation comprend les coûts associés au forage d'exploration, de délimitation et de développement; à la complétion ou à l'abandon de puits; ainsi qu'aux programmes géophysiques et

géologiques. Les coûts associés aux nouveaux puits se sont élevés à 120 millions $ et ceux associés aux réentrées de puits existants à 11 millions $, le reste des dépenses étant largement attribuable aux levés sismiques. Le nombre des nouveaux forages était à la baisse, avec seulement six puits comparativement à 13 en 2005. Seuls trois de ces forages ont été classés exploratoires.

Les niveaux de forage exploratoire étaient inférieurs à ceux de 2005. Aucun puits n'a été foré dans le delta du Mackenzie, mais cette situation a été compensée en partie par un forage dans la mer de Beaufort. Deux puits seulement ont été forés dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, tous deux dans le district Tulita du Sahtu et, comme par les années passées, aucun forage d'exploration n'a eu lieu dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest. Dans cette région, les activités ont surtout porté sur le forage de délimitation et de développement dans les collines Cameron (trois puits). Quatre puits ont été réentrés pour diverses opérations, y compris un abandon.

Avec moins de puits forés dans les Territoires du Nord-Ouest, le nombre total de mètres forés est passé de 24 893 m en 2005 à 14 509 m en 2006. Il n'y a eu aucune opération de forage pétrolier ou gazier au Nunavut ou dans la partie est de l'Arctique.

Dans la partie centrale du Mackenzie, les opérations cette année ont principalement eu lieu dans la plaine du Mackenzie, au sud de la collectivité de Tulita et à l'ouest du Mackenzie. Husky Energy, à titre d'exploitant avec ses partenaires Northrock Resources, EOG Resources Canada, Pacific Rodera Energy et International Frontier Resources, a foré deux puits; Summit Creek K-44, permis EL397, un forage d'extension de leur découverte B-44 de l'année précédente, et Stewart D-57, sur le bloc de terre privée M-38 du Sahtu. Dans un communiqué de presse, Husky a annoncé que le puits D-57 était la première découverte de gaz crétacé dans la région centrale du Mackenzie (communiqué de presse d'Husky Energy Inc du 17 mai 2006).

En mars 2006, Devon Canada a fini de forer et de tester son puits Paktoa C-60, foré à 2 356 m dans 13,2 m d'eau dans la mer de Beaufort, aux termes du permis EL420. Des porte-parole de la compagnie ont déclaré que même si le forage avait permis de trouver du gaz et du pétrole, le puits n'a pas donné les résultats espérés. Devon Canada prévoit faire une demande d'un permis de découverte importante (*Rapport Annuel 2006 – Devon Energy*).

Dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, les opérations hivernales de forage ont été entreprises en février et se sont terminées le 2 avril. Dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, le forage a commencé le 23 janvier et s'est terminé le 28 mars. Les opérations de forage dans la mer de Beaufort se sont terminées le 19 mars.

En 2006, l'Office national de l'énergie a autorisé 14 programmes géophysiques et géologiques réalisés par l'industrie. De ce nombre, cinq étaient des programmes d'acquisition sur le terrain de données sismiques totalisant environ 5483 km de levés bidimensionnels (2D) exécutés dans le cadre de quatre programmes (y compris un grand programme marin dans la mer de Beaufort), et 1 100 km² de levés de données sismiques tridimensionnels (3D) dans le cadre d'un seul programme. De plus, un programme géotechnique, quatre programmes d'études géologiques sur le terrain et quatre levés gravimétriques ont été autorisés.

Tableau 7: Statistique sur le forage - 2006

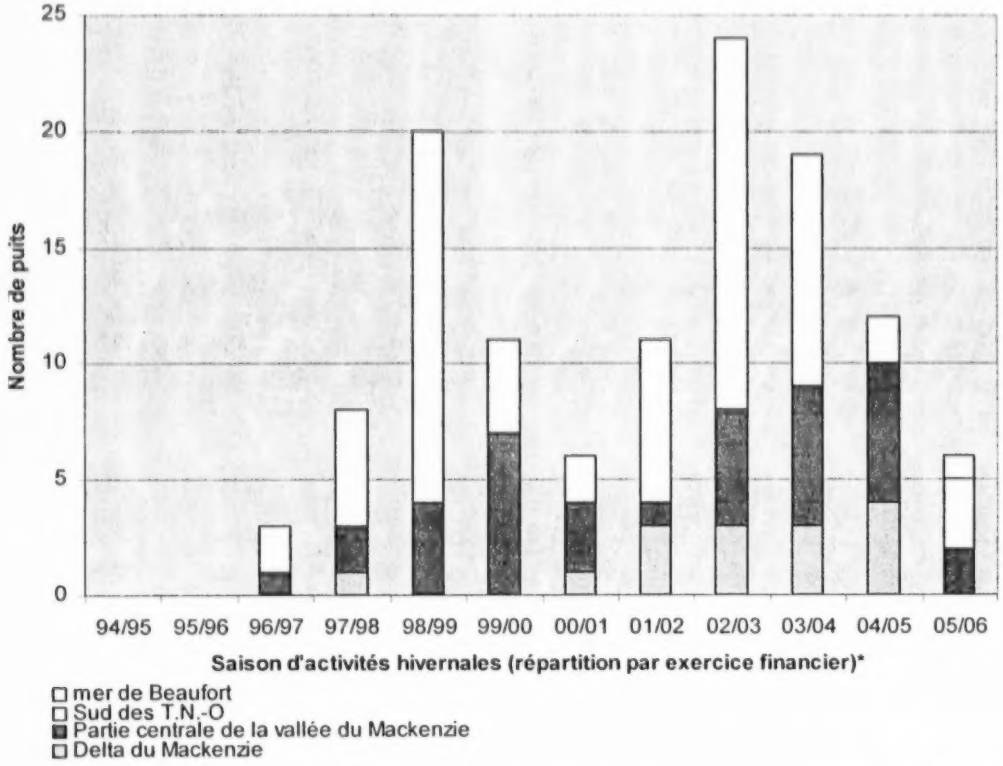
NOM DU PUIT	LAT	LONG	Classe[1]	Profondeur du puit (m)	Mètres forage en 2006	Démarrage	Unité Lib.	État des travaux[2]	Permis de prospection[3]
Partie Sud des Territoires du Nord-Ouest									
PARA ET AL CAMERON J-74	60°03' 38.8'	117°28' 55.7"	P	1465	1465	28-Fév-06	12-Mar-06	P&S	PL-13
PARA ET AL CAMERON E-07	60°06' 19.9"	117°31' 37.5"	P	1457	1457	14-Mar-06	26-Mar-06	P&S	PL-14
PARA ET AL CAMERON 2M-73	60°02' 52.3"	117°29' 31.9"	D	1522	1522	15-Mar-06	20-Mar-06	PR	PL-04
Partie centrale de la vallée du Mackenzie									
HUSKY ET AL STEWART D-57	64°16' 03.2"	125°26' 05.9"	E	3147	3147	23-Jan-06	23-Mar-06	P&S	M38
HUSKY ET AL SUMMIT CREEK K-44	64°23' 44.8"	125°53' 29.8"	E	3130	3130	31-Jan-06	28-Mar-06	P&S	EL397
Mer de Beaufort									
DEVON PAKTOA C-60	69°39' 08.9"	136°29' 12.1"	E	2382	787	5-Déc-05	19-Mar-06	P&A	EL420
WELL RE-ENTRIES									
PARA ET AL CAMERON J-74	60°03' 38.8"	117°28' 55.7"	P	1465		21-Mar-06	1-Avr-06	PR	PL-13
PARAMOUNT ET AL FORT LIARD F-36	60°05' 27.5"	123°22' 00.6"	E	2110		20-Fév-06	2-Avr-06	P&S	PL-07
PARAMOUNT ET AL LIARD K-29A	60°28' 41"	123°35' 04.1"	P	3832		25-Jan-06	4-Avr-06	P&S	PL-09
CNRL ET AL NORTH LIARD 3P-66B	60°35' 55.7"	123°41' 25.3"	D	3338		24-Fév-06	5-Mar-06	P&A	PL-10

[1] Classe: E=puits de prospection; D=puits de délimitation; P=puits de développement
[2] État des travaux: P&S= Bouché et suspendu; P&A= Bouché et abandonné; PR=production
[3] Permis de prospection: EL= permis de prospection; SDL= attestation de découverte importante; SA=terres Sahtu

Tableau 8: Acquisition de données sismiques

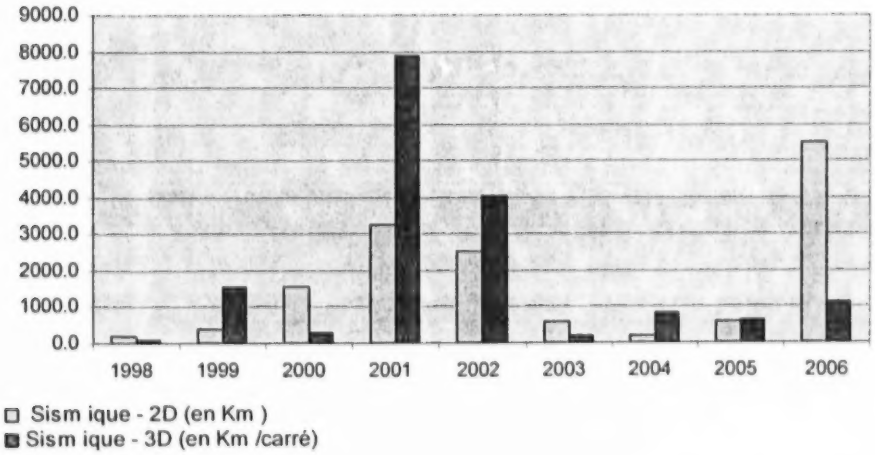
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Sismique - 2D (en Km)	381,0	1554,0	3251,0	2506,0	586,0	189,0	564,0	5483
Sismique - 3D (en Km /carré)	485,0	307,0	7893,0	4060,0	194,0	804,0	635,0	1100

Diagramme 1: Puits forés



*Ne comprend pas les forages de développement effectués à Norman Wells

Diagramme 2: Acquisition de données sismiques



MISE EN VALEUR ET PRODUCTION

À la fin de l'année, six champs étaient en production dans les Territoires du Nord-Ouest. Aucun champ ne l'était cependant au Nunavut ou au large des côtes dans les eaux de l'Arctique. Parmi les champs en production, trois champs gaziers et un champ pétrolier et gazier se trouvent dans les collines Cameron dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest. Ces champs sont tous exploités par la Paramount Resources Ltd. Les champs en production situés à proximité de Fort Liard sont reliés au réseau de pipelines en Colombie-Britannique au moyen de petits pipelines transfrontaliers. Les champs des collines Cameron sont reliés au réseau de Bistcho en Alberta. L'important champ pétrolier de Norman Wells, situé dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, est le champ d'attache nordique de l'oléoduc de Norman Wells, exploité par la Enbridge Inc., qui s'étend jusqu'à Zama, en Alberta. Le gaz du champ d'Ikhil, situé dans le delta du Mackenzie, est acheminé au moyen d'un pipeline de 50 kilomètres jusqu'à Inuvik, où il est utilisé pour la production d'électricité et le chauffage.

En 2006, la production totale de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest a été de 318,9 x 10^6 m^3 (11,3 milliards de pieds cubes), une baisse de 36 p. cent par rapport à l'année précédente. Cela témoigne du déclin constant de la production d'ensemble dans les champs de la partie sud des Territoires du Nord-Ouest.

La production pétrolière totale a été de 1082,7 x 10^3 m^3 (6,76 millions de barils), soit presque la même qu'en 2005. Une portion petite mais croissante (6,5 p. cent) de la production totale provient du champ des Collines Cameron, où les volumes ont pratiquement doublé.

Tableau 9: Production de pétrole et de gaz

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Production de pétrole (milliers de m^3)						
Norman Wells (G001 - Imperial Oil)	1432,2	1375,4	1254,6	1186,7	1042,6	1012,4
Collines Cameron (G010 - Paramount)	-	1,1	28,5	48,6	47,2	70,3
Total	**1432,2**	**1376,5**	**1283,1**	**1235,3**	**1089,8**	**1082,7**
Production de gaz (millions de m^3)						
Norman Wells (G001 - Imperial Oil)	130,2	123,3	108,6	103,7	102,4	109,3
Pointed Mountain (G003 – Canadian Forest Oil)	9,1	Shut-in	Shut-in	Shut-in	Shut-in	Shut-in
Ikhil (G005 - AltaGas)	13,2	14,8	15,2	16,1	15,7	15,2
Fort Liard (G-006 -"F-36" - Paramount)	71,8	38,8	16,5	11,2	50,7	29,9
Fort Liard (G007 - "K-29" - Paramount)	1213,6	834,1	680,3	465,4	203,3	59,1
Fort Liard (G008 - "P-66A" – CNRL)	1,8	Shut-in	9,8	Shut-in	Shut-in	Shut-in
Sud-Est de Fort Liard (G009 - "N-01" - Paramount)	33,2	61,9	51,1	48,1	38,8	11,9
Collines Cameron (G010 - Paramount)	-	124,1	104,1*	92,8*	91,3*	93,5
Total	**1472,9**	**1197**	**985,6**	**737,3**	**502,2**	**318,9**

* Ajusté afin d'inclure le gaz des installations pétrolières

Diagramme 3: Production du pétrole

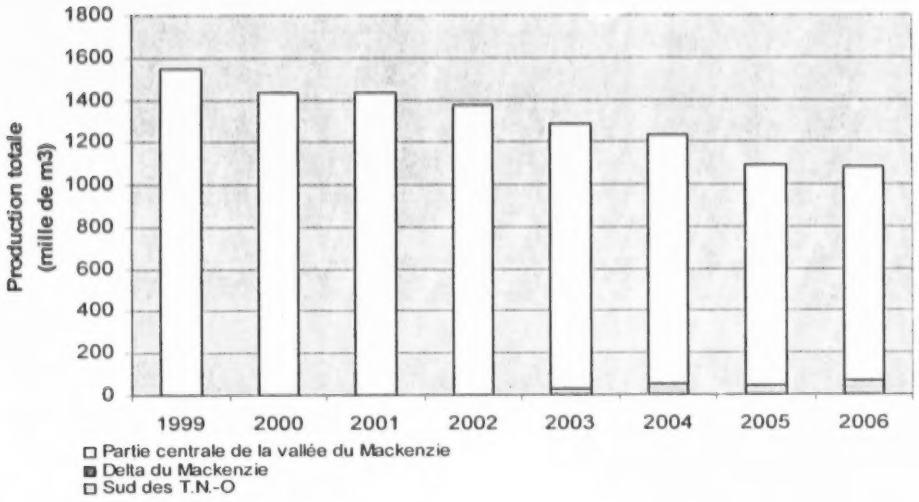


Diagramme 4: Production du gaz

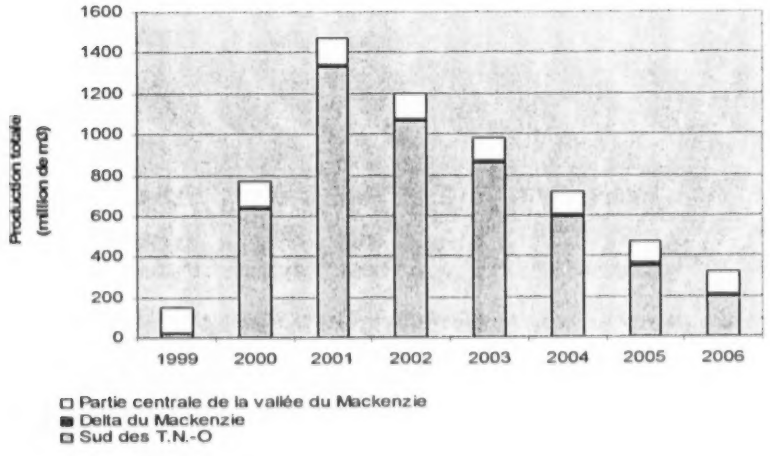
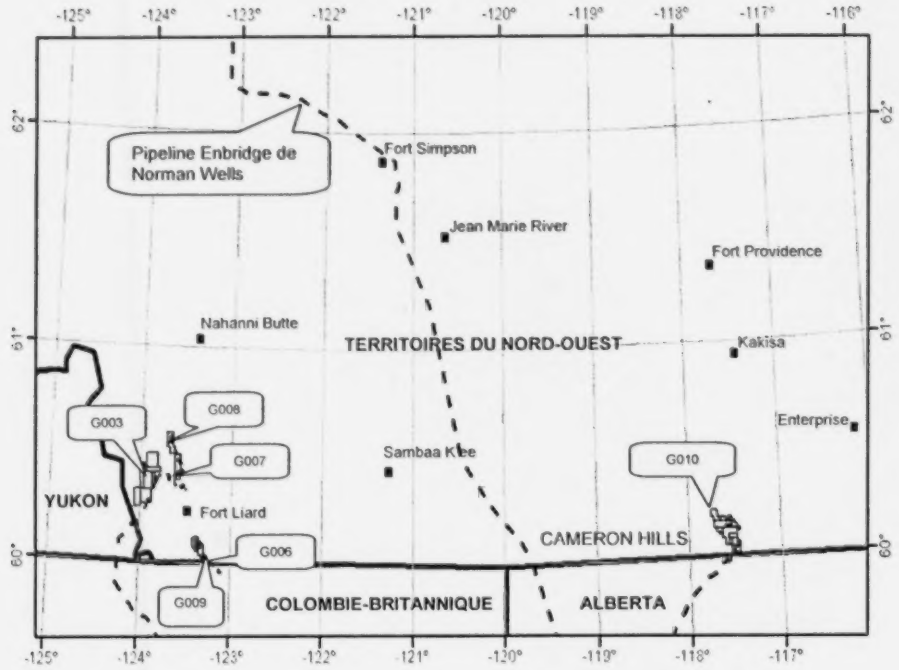


Diagramme 5: Champs gaziers et pétroliers ; partie sud des Territories du Nord-Ouest



code de gisement	nom du champs	Permis
G003	Pointed Mountain *	PPL 01- 09
G006	Paramount Fort Liard "F-36"	PL 07, PL08
G007	Chevron Fort Liard "K-29"	PL09, PL11
G008	Canadian Natural Resources Limited Fort Liard "P-66A"*	PL10
G009	Paramount Southeast Fort Liard "N-01"	PL12
G010	Paramount Cameron Hills	PL03-05, PL13-18

* Abandonné

LES REDEVANCES

Les redevances perçues sur la production de pétrole et de gaz naturel dans le Nord, dans l'année civile 2006, se sont chiffrées à 30 730 046 $. Cette augmentation de 91 p. cent est surtout attribuable au fait qu'une société a recalculé, en 2006, les redevances qu'elle devait pour les années 2004 à 2006.

Tableau 10: Les recettes tirées du pétrole et du gaz ($)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Redevances	24 656 709	21 751 369	24 492 180	20 558 915	16 053 210	30 730 046
Locations	993	2 621	978	61 111	66 500	62 500
Frais de délivrance et d'enregistrement	12 733	17 800	5 471	8 600	13 500	19 891
Renonciation sur les travaux *	0	2 392 150	954 812	16 933 374	26 228 000	0
Total	24 670 435	24 163 940	25 453 441	37 562 000	42 361 210	30 808 046

* Les recettes tirées sur les travaux de renonciation sont celles reçues durant l'année civile

Vérifications et évaluations

Deux évaluations devaient être réalisées au cours de 2006. L'une d'elles a été effectuée, et une évaluation a été remise par la suite. On doit procéder à la deuxième vérification en 2007.

Examen de la réglementation

Un projet en cours vise à moderniser le *Règlement sur les redevances relatives aux hydrocarbures provenant des terres domaniales* (RRHTD). Il a pour objectifs de déterminer quelles dispositions du règlement peuvent être modifiées afin de mieux répondre aux exigences du contexte de fonctionnement actuel, de renforcer la reddition de comptes et les garanties en matière de redevances, de rendre l'application du règlement plus équitable et d'améliorer l'efficacité du régime d'administration des redevances.

Administration des redevances

On a poursuivi le développement du nouveau système de gestion des redevances (SGR) sur le web. Au cours de 2006, des progrès importants ont été réalisés dans la restructuration des formulaires relatifs aux redevances, qui constitueront les principaux instruments utilisés par l'industrie pour soumettre à la Couronne l'information sur les redevances. Les représentants de l'industrie participent activement aux projets du SGR et du RRHTD, qui doivent être tous deux terminés en 2007.

SOURCES DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELLES

La Direction générale du pétrole et du gaz du Nord

Veuillez d'abord consulter notre site Web à l'adresse http://www.ainc-inac.gc.ca/oil

Le ministère des Affaires indiennes et du Nord Canada compte plusieurs sources d'information sur le pétrole et le gaz, l'environnement et l'utilisation des terres. Pour obtenir des renseignements précis, veuillez inclure le nom de la source appropriée dont la liste est donnée plus bas, accompagné de l'adresse postale du Ministère.

Adresse postale

Direction générale du pétrole et du gaz du Nord
Gestion des ressources pétrolières et gazières
Affaires indiennes et du Nord Canada
OTTAWA ON K1A 0H4

Par messager seulement

Direction générale du pétrole et du gaz du Nord
10e étage, 15/25 rue Eddy
GATINEAU QC K1A 0H4
Téléphone : (819) 997-0877
Télécopieur : (819) 953-5828
Internet : http://www.ainc-inac.gc.ca/oil

Des renseignements sur le régime de gestion des ressources, des demandes de nominations et de soumissions, et d'autres informations connexes : Régime foncier- téléphone : (819) 997-0221.

Des renseignements sur les procédures et les règlements concernant l'enregistrement, les permis de prospection, de production et reliés aux découvertes importantes, les transferts, les notifications, et les cartes - Administrateur des droits, Bureau du directeur, téléphone : (819) 953-8529.

De l'information sur l'histoire de l'exploration dans le Nord et sur les activités géologiques et géophysiques - Géologue pétrolier principal, téléphone : (819) 953-8722.

Des renseignements sur la politique des redevances et la présentation des redevances - Gestionnaire, Politique financière et Administration des redevances - téléphone : (819) 953-9488.

De l'information sur les exigences du régime des avantages associées aux nouveaux programmes d'exploration sur les terres dans les Territoires du Nord-Ouest est disponible auprès du bureau régional du Ministère dans les Territoires du Nord-Ouest à l'adresse sous-mentionné. L'information pour le Nunavut et le large des côtes dans le Nord est disponible auprès de la Direction générale du pétrole et du gaz du Nord - téléphone : (819) 953-8790.

Division du développement du pétrole et des avantages
Bureau régional des Territoires du Nord-Ouest
Affaires indiennes et du Nord Canada
4915, 50e rue, Case postale 1500
YELLOWKNIFE NT X1A 2R3
Téléphone : (867) 669-2618
Télécopieur : (867) 669-2409

Autres sources d'information

On peut obtenir aussi de l'information concernant les sujets suivants, aux bureaux de l'Office national de l'énergie, à l'adresse ci-dessous :

- Bureau du soutien de la réglementation : renseignements sur l'exploration, la mise en valeur, la production, le transport par pipeline et l'exportation;
- Bureau d'information sur les terres domaniales : cartes, information technique, rapports géologiques et géophysiques et rapports et dossiers sur l'histoire des puits.
- Direction générales de l'environnement : secrétariat du conseil de gestion du Fonds pour l'étude de l'environnement.

Office national de l'énergie
444 - 7e Avenue Sud-Ouest
CALGARY AB T2P 0X8
Téléphone : (403) 292-4800
Télécopieur : (403) 292-5503

La Commission géologique du Canada (Calgary) offre l'accès aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à l'information sur les puits forés au nord du 60e parallèle :

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
3303 - 33e Rue Nord-Ouest
CALGARY AB T2L 2A7
Téléphone : (403) 292-7000
Télécopieur : (403) 292-5377

Information sur les puits forés dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis :

Iris A. Hardy
Conservateur, Collection Nationale d'échantillons géoscientifique marins
Commission géologique du Canada, Atlantique
Entreposage des carottes et laboratoire
Institut océanographique de Bedford
C.P. 1006
DARTMOUTH NS B2Y 4A2
Téléphone : (902) 426-6127
Télécopieur : (902) 426-4465
Courriel : ihardy@nrcan-rncan.gc.ca